

ENDESA, S.A.
y Sociedades Dependientes

**Informe de Gestión Consolidado
correspondiente al período de seis
meses terminado a 30 de junio de
2015**

Madrid, 24 de julio de 2015

ENDESA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES

INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO CORRESPONDIENTE AL PERÍODO DE SEIS MESES TERMINADO A 30 DE JUNIO DE 2015

Índice

1. Evolución y Resultado de los Negocios en el primer semestre de 2015.....	3
1.1. Análisis de Resultados	3
1.2. Comparabilidad de la Información	3
1.3. Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) y Resultado de Explotación (EBIT)	4
2. Marco Regulatorio	10
3. Liquidez y Recursos de Capital.....	13
3.1. Gestión Financiera.....	13
3.2. Flujos de Efectivo	15
3.3. Inversiones	15
3.4. Dividendos	16
4. Principales Riesgos e Incertidumbres para el Segundo Semestre de 2015	16
5. Información sobre Transacciones con Partes Vinculadas.....	17
6. Acontecimientos Posteriores al Cierre	17
ANEXO I: Estadístico	18
ANEXO II: Re-Expresión por la Aplicación de la NIIF 5 y de la CINIIF 21	22

ENDESA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES

INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO CORRESPONDIENTE AL PERÍODO DE SEIS MESES TERMINADO A 30 DE JUNIO DE 2015

1. Evolución y Resultado de los Negocios en el primer semestre de 2015.

1.1. Análisis de resultados.

El beneficio neto de ENDESA ascendió a 870 millones de euros (+17,1%) en el primer semestre de 2015.

ENDESA obtuvo un beneficio neto de 870 millones de euros en el primer semestre de 2015, lo que supone un aumento del 17,1% frente a los 743 millones de euros obtenidos en el primer semestre de 2014, a pesar de la venta del Negocio en Latinoamérica realizada en el último trimestre de 2014 y de los mayores gastos financieros soportados como consecuencia del re-apalancamiento llevado a cabo por la compañía durante el ejercicio 2014 mediante el pago a sus accionistas en el mes de octubre de un dividendo, de carácter extraordinario, por un importe de 6.353 millones de euros.

El resultado después de impuestos de las Actividades Continuas, que en ambos períodos recoge exclusivamente el resultado del Negocio en España y Portugal, ha ascendido a 872 millones de euros en el primer semestre de 2015, un 56,6% más que en el mismo período del año anterior. En este sentido es preciso destacar que el Estado del Resultado Consolidado del primer semestre de 2014 incluía un menor ingreso de 162 millones de euros por el impacto que tenía la aplicación del borrador de Real Decreto recibido en julio de 2014 sobre los ingresos de la generación en los Territorios No Peninsulares (TNP) de los años 2012 y 2013, cuyo impacto sobre el resultado neto ascendió a 114 millones de euros.

Sin considerar el efecto de carácter no recurrente descrito en el párrafo anterior, el resultado neto atribuible a la Sociedad Dominante habría aumentado un 1,5% y el Resultado Después de Impuestos de las Actividades Continuas (Negocio en España y Portugal) un 30,0%.

1.2. Comparabilidad de la información.

Con fecha 23 de octubre de 2014 se materializó la operación de Desinversión del Negocio de ENDESA en Latinoamérica y el 31 de julio de 2014 los saldos de estos activos y pasivos se traspasaron al epígrafe de "Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas" y "Pasivos Asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas", respectivamente. A partir de ese momento, los activos traspasados se dejaron de amortizar.

Como consecuencia del proceso de desinversión de activos en Latinoamérica descrito en el párrafo anterior, los ingresos y gastos correspondientes a las Sociedades objeto de la operación de desinversión generados durante el primer semestre de 2014 se incluyen como Actividades Interrumpidas y se presentan en el epígrafe "Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas" del Estado del Resultado Consolidado correspondiente al período de seis meses terminado a 30 de junio de 2014.

Por tanto, el Estado del Resultado Consolidado correspondiente al período de seis meses terminado a 30 de junio de 2014, que se presenta a efectos comparativos, ha sido Re-expresado de acuerdo a lo establecido en la NIIF 5 "Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuas", reclasificando los ingresos y gastos generados en dicho período por las Sociedades objeto de desinversión al epígrafe "Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas".

Por otra parte, como consecuencia de la aplicación a partir de 1 de enero de 2015 de la CINIIF 21 "Gravámenes" relativa al tratamiento contable sobre las tasas cargadas por las Autoridades

Públicas, se ha modificado el momento de contabilización del pasivo, y, por tanto, el de imputación a resultados, de determinados gravámenes cuyo calendario e importe se conocen de antemano, si bien la Norma no afecta a las cifras presentadas en los Estados Financieros Consolidados anuales sino únicamente a las publicadas trimestralmente. Por ello, las magnitudes correspondientes al período de seis meses terminado a 30 de junio de 2014, que se presentan a efectos comparativos, han sido re-expresadas para incluir el mismo criterio de registro.

En consecuencia, la información comparativa correspondiente al primer semestre de 2014 que se utiliza en este Informe de Gestión Consolidado ha sido re-expresada respecto a la publicada en su momento de acuerdo con lo explicado en los párrafos anteriores. Los impactos derivados de la aplicación retroactiva de la NIIF 5 "Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuas" y de la CINIIF 21 "Gravámenes" sobre los Estados Financieros Consolidados comparativos, se detallan en el Anexo II de este Informe de Gestión Consolidado.

Finalmente, en base a lo mencionado en los párrafos anteriores, las referencias en los siguientes apartados de este Informe de Gestión Consolidado al período de seis meses terminado a 30 de junio de 2014 se refieren a las Actividades Continuas, que se corresponden con el Negocio en España y Portugal.

1.3. Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) y Resultado de Explotación (EBIT).

El resultado bruto de explotación (EBITDA) ascendió a 1.934 millones de euros (+16,3%) y el resultado de explotación (EBIT) a 1.262 millones de euros (+35,1%).

El resultado bruto de explotación (EBITDA) del período enero-junio de 2015 ascendió a 1.934 millones de euros, un 16,3% superior al obtenido en el primer semestre de 2014.

Para analizar la evolución del resultado bruto de explotación (EBITDA) durante este período, hay que tener en consideración los siguientes factores:

- El registro de un resultado positivo de 184 millones de euros en el período enero-junio 2015 por el reconocimiento del valor de los European Union Allowances (EUAs) obtenidos en virtud del proceso de intercambio de los Emission Reduction Units (ERUs) y Certified Emission Reductions (CERs) regulado en el Reglamento (UE) nº 389/2013, artículos 58-61. En la medida que durante el segundo trimestre de 2015 ENDESA ha tomado el compromiso de vender estos European Union Allowances (EUAs) en diciembre de 2015 al haber formalizado una venta forward de los mismos, el resultado de 184 millones de euros tiene carácter definitivo y no se verá afectado por futuros cambios en el valor de mercado de estos instrumentos.
- El registro en el primer semestre de 2014 de un impacto negativo de 162 millones de euros correspondientes a la estimación del impacto en los ingresos de la actividad de generación de los Territorios No Peninsulares (TNP) de los ejercicios 2012 y 2013 derivado de la propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP) que se recibió para observaciones en el mes de julio de 2014.
- Los hechos mencionados en los dos párrafos anteriores se han visto parcialmente compensados por la normalización del margen bruto del negocio liberalizado de electricidad en el primer semestre de 2015, frente a las condiciones extraordinariamente positivas que se dieron en el mismo período de 2014. El margen bruto se ha visto reducido por el mayor coste de compra de la electricidad dado que el precio medio en el mercado mayorista de electricidad se ha situado en 48,48 €/MWh durante el primer semestre de 2015 (+51,9%), lo que ha conllevado un mayor coste medio en las compras de electricidad así como un mayor impuesto sobre la generación de electricidad.

El resultado de explotación (EBIT) ha tenido un incremento del 35,1% respecto del mismo período del año anterior como consecuencia del aumento del 16,3% en el resultado bruto de explotación (EBITDA) y de la reducción de las amortizaciones debido, principalmente, al alargamiento de las vidas útiles de las centrales nucleares y los ciclos combinados desde el 1 de octubre de 2014 (86 millones de euros).

Ingresos: 10.314 millones de euros (+0,3%).

Los ingresos del Negocio en España y Portugal se situaron en 10.314 millones de euros en el primer semestre de 2015, en línea con los obtenidos en el primer semestre de 2014 (10.280 millones de euros).

De esta cantidad, 9.783 millones de euros corresponden a la cifra de ventas (+1,5%) y 531 millones de euros a otros ingresos de explotación (-17,5%).

Ventas.

El detalle del epígrafe de "Ventas" del Negocio en España y Portugal del primer semestre de 2015 es como sigue:

Millones de Euros

	Enero-Junio 2015	Enero-Junio 2014 (Re-Expresado)	Diferencia	%Var
Ventas de Electricidad	7.119	6.931	188	2,7
Ventas Mercado Liberalizado	4.157	3.995	162	4,1
Comercialización a Clientes de Mercados Liberalizados fuera de España	481	454	27	5,9
Ventas a Precio Regulado	1.498	1.487	11	0,7
Ventas Mercado Mayorista	422	426	(4)	(0,9)
Compensaciones de los Territorios No Peninsulares (TNP)	555	563	(8)	(1,4)
Otras Ventas de Electricidad	6	6	-	-
Ventas de Gas	1.317	1.443	(126)	(8,7)
Ingresos Regulados de Distribución de Electricidad	1.020	1.009	11	1,1
Otras Ventas y Prestación de Servicios	327	253	74	29,2
TOTAL	9.783	9.636	147	1,5

Durante el primer semestre de 2015 la demanda eléctrica peninsular ha aumentado un 1,9% respecto del año anterior (+0,5% corregido el efecto de laboralidad y temperatura).

En este período, la producción eléctrica peninsular en régimen ordinario de ENDESA fue de 29.471 GWh, un 12,5% superior a la del primer semestre de 2014 debido al aumento de la producción de los ciclos combinados (+140,8%) y de las centrales de carbón (+38,0%), que ha compensado la reducción de la producción hidroeléctrica (-14,3%). Las tecnologías nuclear e hidroeléctrica representaron el 59,7% del "mix" de generación peninsular de ENDESA en régimen ordinario (68,9% en el primer semestre de 2014), frente al 54,6% del resto del sector (69,4% en el primer semestre de 2014).

La producción de ENDESA en los Territorios No Peninsulares (TNP) fue de 5.862 GWh, con un aumento del 1,4% respecto al primer semestre de 2014.

ENDESA alcanzó una cuota de mercado del 39,2% en generación peninsular en régimen ordinario, del 43,0% en distribución y del 35,5% en ventas a clientes del mercado liberalizado.

Comercialización a clientes del mercado liberalizado.

El número de clientes de ENDESA en el mercado liberalizado era de 4.820.341 al término del primer semestre de 2015 con un incremento del 6,1% respecto del número de clientes existentes a 31 de diciembre de 2014: 3.985.020 (+5,5%) en el mercado peninsular español, 654.379 (+7,7%) en el mercado de los Territorios No Peninsulares (TNP) y 180.942 (+13,5%) en mercados liberalizados europeos fuera de España.

Las ventas de ENDESA al conjunto de estos clientes han ascendido a un total de 37.922 GWh en el primer semestre de 2015, con un descenso del 1,5% respecto al primer semestre de 2014.

Las ventas en el mercado liberalizado español fueron de 4.157 millones de euros, superiores en 162 millones de euros a las del primer semestre de 2014 (+4,1%), como consecuencia del aumento del precio medio de venta. A su vez, los ingresos por ventas a clientes de mercados liberalizados europeos fuera de España fueron de 481 millones de euros, 27 millones de euros superiores a los del primer semestre de 2014 (+5,9%).

Ventas a precio regulado.

Durante el primer semestre de 2015 ENDESA ha vendido 7.769 GWh, a través de su sociedad Comercializadora de Referencia, a los clientes a los que se aplica el precio regulado, un 9,7% menos que durante el período enero-junio de 2014.

Estas ventas han supuesto un ingreso de 1.498 millones de euros en el primer semestre de 2015, un 0,7% superior al del primer semestre de 2014 como consecuencia de que la caída en las ventas físicas se ha visto compensada con el mayor precio medio de venta.

Compensaciones de los Territorios No Peninsulares (TNP).

Las compensaciones por los sobrecostes de la generación de los Territorios No Peninsulares (TNP) en el primer semestre de 2015 han ascendido a 555 millones de euros, con una reducción de 8 millones de euros (-1,4%) respecto al primer semestre de 2014, habiendo sido estimadas conforme al borrador de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP) remitido al Consejo de Estado el pasado mes de abril.

El importe de este epígrafe en el primer semestre de 2014 estaba minorado en 162 millones de euros, por la regularización de las compensaciones de los ejercicios 2012 y 2013 en base al borrador de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP) del que se disponía en julio de 2014.

Sin tener en cuenta la regularización realizada en el primer semestre de 2014 mencionada en el párrafo anterior, las compensaciones por los sobrecostes de la generación de los Territorios No Peninsulares (TNP) habrían disminuido en 170 millones de euros como consecuencia del mayor ingreso devengado por la aplicación del mayor precio del mercado mayorista a las ventas de la generación de los Territorios No Peninsulares (TNP).

Ventas de gas.

ENDESA ha vendido 37.419 GWh a clientes en el mercado de gas natural en el primer semestre de 2015, lo que supone un aumento del 0,1% respecto del primer semestre de 2014.

En términos económicos, los ingresos por ventas de gas fueron de 1.317 millones de euros, 126 millones inferiores (-8,7%) a los del primer semestre de 2014 como consecuencia de la disminución del precio medio de venta.

Distribución de electricidad.

ENDESA distribuyó 56.023 GWh en el mercado español durante el primer semestre de 2015, un 2,9% más que en el primer semestre de 2014.

El ingreso regulado de la actividad de distribución durante el primer semestre de 2015 ha ascendido a 1.020 millones de euros, 11 millones de euros superior (+1,1%) al registrado en el primer semestre de 2014.

Otros ingresos de explotación.

Los otros ingresos de explotación han ascendido a 531 millones de euros con una disminución de 113 millones de euros respecto del importe registrado en el primer semestre de 2014 (-17,5%).

El epígrafe "Otros Ingresos de Explotación" recoge el impacto positivo por importe de 184 millones de euros de la operación de canje de 25 millones de toneladas de Emission Reduction Units (ERUs) / Certified Emission Reductions (CERs) por European Union Allowances (EUAs). Este resultado corresponde a la diferencia entre el valor razonable de los Emission Reduction Units (ERUs) / Certified Emission Reductions (CERs) en la fecha de la operación y el de los European Union Allowances (EUAs) al cierre del semestre. Adicionalmente, este epígrafe recoge la reducción de 245 millones de euros en los ingresos por valoración y liquidación de derivados de materias energéticas, que se compensa con la disminución en los gastos por valoración y liquidación de derivados de la misma catalogación por importe de 254 millones de euros registrados en el epígrafe "Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios", con un efecto poco significativo en el margen de contribución.

Costes de explotación.

La distribución de los costes de explotación del primer semestre de 2015 fue la siguiente:

Millones de Euros					
	Enero-Junio 2015	Enero-Junio 2014 (Re-Expresado)	Diferencia	%Var	
Aprovisionamientos y Servicios	7.406	7.635	(229)	(3,0)	
Compras de Energía	2.533	2.344	189	8,1	
Consumo de Combustibles	1.019	1.144	(125)	(10,9)	
Gastos de Transporte	2.960	3.030	(70)	(2,3)	
Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios	894	1.117	(223)	(20,0)	
Gastos de Personal	458	439	19	4,3	
Otros Gastos Fijos de Explotación	566	611	(45)	(7,4)	
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	672	729	(57)	(7,8)	
TOTAL	9.102	9.414	(312)	(3,3)	

Aprovisionamientos y servicios (costes variables).

Los costes por aprovisionamientos y servicios (costes variables) del primer semestre de 2015 han ascendido a 7.406 millones de euros, con una reducción del 3,0% respecto del mismo período del ejercicio anterior.

La evolución de estos costes ha sido la siguiente:

- Las compras de energía y consumo de combustibles se situaron en 3.552 millones de euros en enero-junio de 2015, con un aumento del 1,8% (64 millones de euros) en relación con el primer semestre de 2014. Dicho incremento se debe al impacto del aumento del coste de la electricidad adquirida en el mercado como consecuencia del mayor precio medio del mercado mayorista y de la mayor producción térmica del período. El impacto de los efectos mencionados anteriormente se ha visto mitigado por la reducción del volumen de electricidad

adquirida en el mercado y por la reducción del precio medio de adquisición de los combustibles.

- Los costes de transporte de energía han disminuido un 2,3% como consecuencia de la menor energía comercializada.
- El epígrafe "Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios" ha ascendido a 894 millones de euros, inferior en 223 millones respecto del mismo período de 2014, debido fundamentalmente a la reducción de 254 millones de euros en los gastos por derivados de materias energéticas, compensada por una disminución de 245 millones de euros en los ingresos por este mismo concepto que están registrados en el epígrafe "Otros Ingresos de Explotación", y al aumento de 25 millones de euros en los costes de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) por la mayor producción térmica.

Gastos de personal y otros gastos de explotación (costes fijos).

Los costes fijos ascendieron a 1.024 millones de euros en el primer semestre de 2015, con una reducción de 26 millones de euros (-2,5%) respecto al primer semestre de 2014.

Los "Gastos de Personal" en el primer semestre de 2015 se situaron en 458 millones de euros en comparación con 439 millones de euros (+4,3%) en el primer semestre de 2014.

En el primer semestre de 2015 este epígrafe incluye una provisión neta de 22 millones de euros para hacer frente a riesgos de carácter laboral, mientras que en el primer semestre de 2014 este epígrafe incluía una reversión neta de 35 millones de euros por este concepto. Aislado dicho efecto, los gastos de personal se habrían reducido en 38 millones de euros (-8,0%), debido a la reducción del 4,3% en la plantilla media entre ambos períodos y la contención de los costes salariales.

Por lo que respecta a los "Otros Gastos Fijos de Explotación", se situaron en 566 millones de euros, lo que supone una reducción de 45 millones de euros (-7,4%). En el período enero-junio de 2014 este epígrafe incluía la dotación de una provisión de 29 millones de euros por riesgos de expedientes sancionadores, frente a una reversión neta de 2 millones de euros por este concepto en el primer semestre de 2015. Sin tener en consideración este efecto, la reducción habría sido de un 2,4% (14 millones de euros).

Amortizaciones y pérdidas por deterioro.

Las amortizaciones y pérdidas por deterioro ascendieron a 672 millones de euros en el primer semestre de 2015, con una reducción de 57 millones de euros (-7,8%) respecto al primer semestre de 2014.

En el primer semestre de 2015 este epígrafe incluye el efecto de la reducción de las amortizaciones debido al alargamiento de las vidas útiles de las centrales nucleares y los ciclos combinados desde el 1 de octubre de 2014 que ha supuesto unas menores amortizaciones de 86 millones de euros durante los primeros seis meses de 2015.

Resultado financiero neto: 94 millones de euros (+40,3%).

Los resultados financieros netos del primer semestre de 2015 han sido negativos por importe de 94 millones de euros, lo que representa un aumento de 27 millones de euros (+40,3%) respecto del mismo período del año anterior.

Los gastos financieros netos ascendieron a 91 millones de euros, es decir, 25 millones de euros superiores a los del mismo período del ejercicio anterior, mientras que las diferencias de cambio netas han sido negativas por importe de 3 millones de euros frente a 1 millón de euros, también negativo, al cierre del primer semestre de 2014.

La evolución de los tipos de interés a largo plazo producida, tanto en el primer semestre de 2015 como en el primer semestre de 2014, ha supuesto una actualización en las provisiones para hacer frente a las obligaciones derivadas de los expedientes de regulación de empleo en vigor y las provisiones por suspensiones de contrato, por importe de 4 millones de euros, positivos, y 19 millones de euros, negativos, respectivamente.

Sin el impacto señalado en el párrafo anterior, los gastos financieros netos habrían aumentado en 48 millones de euros (+102,1%), debido al aumento de deuda financiera neta media experimentado entre ambos períodos como consecuencia del re-apalancamiento realizado por ENDESA en el cuarto trimestre de 2014, mediante el pago de un dividendo extraordinario a sus accionistas por importe de 6.353 millones de euros.

Resultado neto de sociedades por el método de participación.

En el período enero-junio de 2015 el resultado neto de sociedades por el método de participación ha ascendido a 17 millones de euros frente a 28 millones de euros, ambos negativos, en el primer semestre de 2014.

En el primer semestre de 2015, este epígrafe incluye un impacto negativo de 40 millones de euros correspondiente a la participación del 50% en Nuclenor, S.A. como consecuencia del reconocimiento de una provisión para cubrir el sobrecoste estimado en el que va incurrir la compañía por el plazo adicional en la emisión del informe preceptivo del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) sobre la solicitud de renovación de la autorización de explotación de la Central Nuclear de Santa María de Garoña.

En el primer semestre de 2014, el resultado neto de sociedades por el método de participación contemplaba el reconocimiento de una provisión por importe de 51 millones de euros por el coste estimado para ENDESA del cierre de la actividad de Elcogas, S.A., sociedad en la que ENDESA participa en un 40,99%.

Ante el anuncio de la inminente aprobación de un Plan específico para el carbón nacional, el Consejo de Administración de Elcogas, S.A. ha solicitado con fecha 13 de enero de 2015 una suspensión temporal de la solicitud de cierre para poder valorar la viabilidad de la sociedad bajo el nuevo Plan, decisión que ha sido ratificada por la Junta General de Accionistas el 4 de febrero de 2015. En la fecha de emisión de este Informe de Gestión Consolidado está pendiente de aprobación el mencionado Plan.

Resultado en venta de activos.

Con fecha 23 de enero de 2015 se ha firmado el acuerdo de transmisión de los activos asociados a la Central Hidráulica de Chira-Soria, en Gran Canaria, propiedad de Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U. a Red Eléctrica de España, S.A.U., por un precio de 11 millones de euros, habiéndose obtenido una plusvalía bruta por importe de 7 millones de euros.

Asimismo, con fecha 3 de febrero de 2015 ENDESA ha formalizado con Enagás Transporte, S.A.U. la venta de la totalidad de las acciones de Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A. El importe total de la transacción, que comprende el precio de las acciones y el del crédito participativo, incluyendo intereses devengados, ha ascendido a 7 millones de euros habiéndose obtenido una plusvalía bruta por importe de 3 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2014 los activos y la participación señalados en los párrafos anteriores estaban registrados en el epígrafe "Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas".

2. Marco Regulatorio.

Desde el punto de vista regulatorio, las principales novedades del período son las siguientes:

Real Decreto 198/2015, de 23 de marzo, por el que se desarrolla el artículo 112 bis del texto refundido de la Ley de Aguas y se regula el canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica en las demarcaciones intercomunitarias.

La Ley 15/2012, de 27 de diciembre, modificó el texto refundido de la Ley de Aguas introduciendo un canon por la utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica a aplicar desde el 1 de enero de 2013. El texto establece un gravamen del 22% del valor económico de la energía producida y una reducción del 90% para las instalaciones hidroeléctricas de potencia igual o inferior a 50 MW, y para las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología hidráulica de bombeo y potencia superior a 50 MW.

Con fecha 25 de marzo de 2015, se ha publicado el Real Decreto 198/2015, de 23 de marzo, que regula el canon hidráulico. Se especifica que el canon sólo será de aplicación a las cuencas intercomunitarias, es decir, aquellas en las que el Estado mantiene competencias en materia tributaria.

En cuanto al criterio para contabilizar la potencia de las instalaciones y, por tanto, determinar si pueden beneficiarse de la reducción del 90%, se aclara que se entiende por potencia de la instalación la suma de las potencias de los grupos en ella instalados, sin que pueda subdividirse la potencia total de cada central incluida en la concesión de aguas, a los efectos del canon, en grupos de potencia individual inferior. En las instalaciones de bombeo mixto, la base imponible se debe desagregar diferenciando entre la energía turbinada procedente del bombeo (con derecho a reducción del 90%) y la procedente de otras aportaciones. Se establece que la energía turbinada procedente del bombeo será el 70% del consumo de bombeo.

El 2% del importe de la recaudación tendrá la consideración de ingresos del organismo de cuenca, mientras que el 98% restante se ingresará en el Tesoro. Los Presupuestos Generales del Estado (PGE) destinarán, al menos, una cantidad equivalente a esa cantidad prevista a actuaciones de protección y mejora del dominio público hidráulico.

Propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP).

En el contexto del paquete de medidas de reforma del sector energético iniciado en el Consejo de Ministros de 12 de julio de 2013, el Gobierno comenzó la tramitación de diversos desarrollos reglamentarios, que hacen referencia, entre otros aspectos, a la actividad de generación en los Territorios No Peninsulares (TNP), encontrándose actualmente en tramitación una propuesta de Real Decreto sobre estos aspectos.

La propuesta de Real Decreto también desarrolla aspectos ya contenidos en la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía de suministro e incremento de la competencia en estos Sistemas. La propuesta establece un esquema similar al actual, compuesto por una retribución por costes fijos, que contempla los costes de inversión y operación y mantenimiento de naturaleza fija, y por costes variables, para retribuir los combustibles y los costes variables de operación y mantenimiento. Determinados aspectos de la metodología son modificados con la finalidad de mejorar la eficiencia del Sistema. La metodología planteada sería de aplicación desde su entrada en vigor, contemplándose, para determinadas medidas, un período transitorio desde el 1 de enero de 2012.

De conformidad con la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, la tasa de retribución financiera de la inversión neta reconocida estará referenciada al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario incrementado con un diferencial adecuado. Para el

primer período regulatorio, que se extiende hasta el 31 de diciembre de 2019, dicha tasa se corresponderá con el rendimiento medio de las cotizaciones en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años de los meses de abril, mayo y junio de 2013 incrementada en 200 puntos básicos.

Con fecha 26 de enero de 2015 el Ministerio de Industria, Energía y Turismo presentó un nuevo texto del Proyecto de Real Decreto sobre la generación en los Territorios No Peninsulares (TNP) que contemplaba, dentro de los costes de estos Sistemas, los tributos que se derivan de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

Con fecha 16 de abril de 2015, el Consejo de Estado ha abierto el expediente relativo a la propuesta de Real Decreto remitida por el Gobierno para su informe preceptivo. Los ingresos de esta actividad en el primer semestre de 2015 se han registrado de acuerdo con esta propuesta de Real Decreto remitida al Consejo de Estado. La propuesta no presenta diferencias significativas sobre los impactos ya registrados en las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio 2014 en base al borrador recibido en enero de 2015.

Propuesta de Orden por la que se regula el mecanismo de capacidad para la mejora ambiental en determinadas instalaciones de producción de electricidad.

El Ministerio ha iniciado la tramitación de esta propuesta de Orden Ministerial que tiene por objeto regular un mecanismo que permita dar continuidad a la producción de electricidad a partir de carbón autóctono garantizando el cumplimiento de la normativa medioambiental y favoreciendo la diversificación de combustibles como soporte estratégico para la seguridad de suministro.

De acuerdo con la propuesta, se reconoce a aquellas instalaciones que utilicen carbón autóctono y que realicen inversiones en mejoras medioambientales de reducción de emisiones de óxidos de nitrógeno (necesarias para el cumplimiento de la Directiva 2010/75/UE) el derecho a la percepción de un pago de 90.000 €/MW. Para poder tener derecho a este pago, las empresas titulares de estas instalaciones deberán cumplir con una serie de requisitos, entre los que se encuentran la obligación de comprar un volumen de carbón autóctono equivalente a una cantidad mínima anual de 6.000.000 termias PCS/MW hasta el 31 de diciembre de 2018, o estar incluidas en el Plan Nacional Transitorio. La solicitud de este derecho de cobro deberá realizarse antes del 31 de diciembre de 2016, acompañada de la solicitud de autorización administrativa.

Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos.

Con fecha 22 de mayo se ha publicado esta Ley, cuyo objetivo es, entre otros, modificar la Ley de Hidrocarburos para actualizarla a los nuevos tiempos con el objetivo de incrementar la competencia y la transparencia en el sector de hidrocarburos, reducir el fraude, garantizar mayor protección al consumidor, reducir costes para los consumidores y adaptar el régimen de infracciones y sanciones.

En el ámbito del gas natural, se persigue crear un mercado organizado de gas natural que permitirá obtener precios más competitivos y transparentes para los consumidores, así como facilitar la entrada de nuevos comercializadores incrementando la competencia. Igualmente, se designa al operador del mercado organizado de gas; se posibilita que cualquier instalador de gas natural habilitado pueda realizar la inspección de las instalaciones (anteriormente se hacían a través de los distribuidores); se fomenta la entrada de nuevos comercializadores mediante el reconocimiento mutuo de licencias para comercializar gas natural con otro país miembro de la Unión Europea con el que exista un acuerdo previo; y se adoptan algunas medidas en relación a las existencias mínimas de seguridad para, sin menoscabar la seguridad de suministro, dotar a los comercializadores de una mayor flexibilidad y un menor coste, habilitando a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES) a mantener las existencias estratégicas de gas natural.

Tarifa eléctrica para 2015.

La Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, ha aprobado los peajes de acceso para el ejercicio 2015, manteniendo sin cambios los actualmente vigentes, habiendo incorporado igualmente los valores de los nuevos peajes de acceso correspondientes a la nueva división del escalón de tensión entre 1 y 36 kV, introducida en el ordenamiento por el Real Decreto 1054/2014, de 12 de diciembre.

Asimismo, la Orden IET 2444/2014, de 19 de diciembre, en su Disposición Adicional Quinta establece que la retribución fijada para la actividad de distribución de energía eléctrica en la citada Orden Ministerial para el ejercicio 2015 tiene carácter definitivo para los días del año 2015 que transcurran hasta el inicio del primer período regulatorio establecido en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica. Con fecha 15 de julio de 2015 el Ministerio ha abierto un proceso de participación pública sobre el proyecto de Orden Ministerial que establece los costes estándares unitarios de esta actividad.

Por otro lado, hay que señalar que, con fecha 4 de junio de 2015, han sido publicados los procedimientos de operación para la facturación horaria a los consumidores acogidos al Precio Voluntario del Pequeño Consumidor (PVPC). En virtud de estos procedimientos, desde el 1 de julio de 2015 los consumidores que dispongan de un contador con teledistribución efectivamente integrado serán facturados conforme a su consumo real de cada hora, en lugar de conforme a un perfil de consumo. Sin perjuicio de lo anterior, las compañías eléctricas disponen de un período de adaptación de los sistemas informáticos hasta el 1 de octubre de 2015.

Finalmente, con fecha 10 de julio ha sido aprobado el Real Decreto Ley 9/2015, de medidas urgentes para reducir la carga tributaria soportada por los contribuyentes del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas y otras medidas de carácter económico. Este Real Decreto Ley ha introducido medidas sobre el Sector Eléctrico, entre las que hay que reseñar, tras la conclusión en 2014 del mecanismo de restricciones por garantía de suministro regulado en el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, una reducción del 17% del precio unitario que pagan los clientes para la financiación de los pagos por capacidad, reducción que será del 40% de manera transitoria entre el 1 de agosto y el 31 de diciembre de 2015. El Gobierno considera en todo caso que esta medida no altera la sostenibilidad económica y financiera del Sistema Eléctrico exigida en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Tarifa de gas natural para 2015.

La Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre, ha mantenido en general los peajes de acceso respecto a 2014, habiéndose actualizado por otro lado las Tarifas de Último Recurso (TUR) por la reducción del coste de la materia prima, con una reducción del término variable de entre un 3% y un 4%.

Eficiencia Energética.

La Ley 18/2014, de 15 de octubre, de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, creó en el ámbito de la Eficiencia Energética, el Fondo Nacional de Eficiencia Energética para cumplir con el objetivo de ahorro energético. Por su parte, la Orden IET/289/2015, de 20 de febrero, establece la metodología empleada para asignar las obligaciones de ahorro, así como los sujetos obligados, las cuotas respectivas de obligaciones de ahorro y su equivalencia económica para el período de aplicación correspondiente al ejercicio 2015.

ENDESA deberá aportar 30,2 millones de euros al Fondo correspondientes a las obligaciones del ejercicio 2015 y 1,9 millones de euros derivados de los ajustes del ejercicio 2014.

3. Liquidez y Recursos de Capital.

3.1. Gestión financiera.

Deuda financiera.

A 30 de junio de 2015 y a 31 de diciembre de 2014, la conciliación de la deuda financiera bruta y neta de ENDESA es la siguiente:

Millones de Euros				
	30 de Junio de 2015	31 de Diciembre de 2014	Diferencia	% Var.
Deuda Financiera no Corriente	5.658	6.083	(425)	(7,0)
Deuda Financiera Corriente	-	1	(1)	-
Deuda Financiera Bruta	5.658	6.084	(426)	(7,0)
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	(653)	(648)	(5)	0,8
Derivados Financieros Registrados en Activos Financieros	(13)	(16)	3	(18,8)
Deuda Financiera Neta	4.992	5.420	(428)	(7,9)

A 30 de junio de 2015, la deuda financiera neta de ENDESA se situó en 4.992 millones de euros, con una reducción de 428 millones de euros respecto de la existente a 31 de diciembre de 2014.

Para analizar la evolución de la deuda financiera neta en el primer semestre de 2015, hay que tener en cuenta que el 2 de enero de 2015 ENDESA pagó a sus accionistas un dividendo a cuenta del ejercicio 2014 por un importe bruto de 0,38 euros por acción, lo que supuso un desembolso de 402 millones de euros.

A continuación se incluye el detalle de la estructura de la deuda financiera bruta de ENDESA a 30 de junio de 2015 y a 31 de diciembre de 2014:

Millones de Euros				
Estructura de la Deuda Financiera Bruta de ENDESA				
	30 de Junio de 2015	31 de Diciembre de 2014	Diferencia	% Var.
Euro	5.658	6.084	(426)	(7,0)
TOTAL	5.658	6.084	(426)	(7,0)
Tipo Fijo	3.551	5.073	(1.522)	(30,0)
Tipo Variable	2.107	1.011	1.096	108,4
TOTAL	5.658	6.084	(426)	(7,0)
Vida Media (nº años)	7,0	8,9	-	-
Coste Medio (%) (*)	3,0	3,0	-	-

(*) Calculado sobre la Deuda Financiera Bruta.

A 30 de junio de 2015, la deuda financiera bruta a tipo fijo era del 63%, mientras que el 37% restante correspondía a tipo variable.

Principales operaciones financieras.

En el primer semestre de 2015 ENDESA ha firmado con diferentes entidades financieras la renovación de parte de sus líneas de crédito por un importe de 300 millones de euros, con vencimiento en el primer semestre de 2018.

Con fecha 30 de junio de 2015 ENDESA aumentó el límite de la línea de crédito intercompañía con ENEL Finance International, N.V., pasando de 1.000 millones de euros a 2.000 millones de euros. Adicionalmente, se redujo el margen aplicable situándose en 80 puntos básicos y se extendió su vencimiento hasta el 30 de junio de 2018. A 30 de junio de 2015, el importe dispuesto de la mencionada línea de crédito asciende a 1.000 millones de euros.

ENDESA realizó el 30 de junio de 2015 una amortización parcial por importe de 1.500 millones de euros del préstamo a largo plazo que tiene firmado con ENEL Finance International N.V. A 30 de junio de 2015, el saldo vivo del citado préstamo asciende a 3.000 millones de euros.

A su vez, durante este período ENDESA ha mantenido el programa de emisiones en los mercados de capitales de corto plazo internacionales, siendo el saldo vivo a 30 de junio de 2015 de 558 millones de euros.

Liquidez.

A 30 de junio de 2015, la liquidez de ENDESA asciende a 3.853 millones de euros (4.167 millones de euros a 31 de diciembre de 2014) y cubría los vencimientos de deuda de los próximos 35 meses. De este importe, 653 millones de euros correspondían al saldo de efectivo y otros medios líquidos equivalentes y 3.200 millones de euros a disponible incondicional en líneas de crédito, de los cuales 1.000 millones de euros corresponden a líneas de crédito disponibles con ENEL Finance International, N.V.

Las inversiones de tesorería consideradas como "Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes" vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan tipos de interés de mercado para este tipo de imposiciones.

Apalancamiento.

El nivel de apalancamiento consolidado a 30 de junio de 2015 y a 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

Millones de Euros

	Apalancamiento	
	30 de Junio de 2015	31 de Diciembre de 2014
Deuda Financiera Neta:	4.992	5.420
Deuda Financiera no Corriente	5.658	6.083
Deuda Financiera Corriente	-	1
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	(653)	(648)
Derivados Financieros Registrados en Activos Financieros	(13)	(16)
Patrimonio Neto:	9.022	8.575
De la Sociedad Dominante	9.021	8.576
De los Intereses Minoritarios	1	(1)
Apalancamiento (%) ^(*)	55,3	63,2

^(*) Deuda Financiera Neta / Patrimonio Neto.

Calificación crediticia.

A la fecha de presentación de este Informe de Gestión Consolidado, los "rating" de calificación crediticia de ENDESA presentan el siguiente detalle:

	30 de Junio de 2015 (*)			31 de Diciembre de 2014 (*)		
	Largo Plazo	Corto Plazo	Perspectiva	Largo Plazo	Corto Plazo	Perspectiva
Standard & Poor's	BBB	A-2	Positiva	BBB	A-2	Estable
Moody's	Baa2	P-2	Estable	Baa2	P-2	Negativa
Fitch Ratings	BBB+	F2	Estable	BBB+	F2	Estable

(*) A las respectivas fechas de presentación del Informe de Gestión Consolidado.

3.2. Flujos de efectivo.

A 30 de junio de 2015, el importe de efectivo y otros medios líquidos equivalentes se ha situado en 653 millones de euros.

Los flujos netos de efectivo de ENDESA, a 30 de junio de 2015 y 2014, clasificados por actividades de explotación, inversión y financiación, han sido los siguientes:

Millones de Euros

	Estado de Flujos de Efectivo	
	30 de Junio de 2015	30 de Junio de 2014 (1)
Flujos Netos de Efectivo procedentes de las Actividades de Explotación	1.194	1.966
Flujos Netos de Efectivo procedentes de las Actividades de Inversión	(371)	184
Flujos Netos de Efectivo procedentes de las Actividades de Financiación	(818)	(3.483)

(1) Estado de Flujos de Efectivo Consolidado, incluyendo el Negocio en Latinoamérica.

En el primer semestre de 2015, los flujos generados por las actividades de explotación han sido suficientes para hacer frente a las inversiones necesarias para el desarrollo del Negocio y para atender el pago del dividendo a cuenta del ejercicio 2014 por importe de 402 millones de euros, habiéndose producido adicionalmente una reducción de 428 millones de euros en la deuda financiera neta.

3.3. Inversiones.

En el primer semestre de 2015 las inversiones brutas de ENDESA se situaron en 494 millones de euros, de las cuales 462 millones de euros corresponden a inversiones materiales e inmateriales, y los 32 millones de euros restantes a inversiones financieras, conforme al detalle que figura a continuación:

Millones de Euros

Inversiones Brutas	Enero - Junio 2015	Enero - Junio 2014	% Var.
	Generación	122	100
Distribución y Transporte	232	202	14,9
Otros	-	1	-
TOTAL MATERIAL	354	303	16,8
Inmaterial	108 (1)	37	191,9
Financiera	32	82	(61,0)
TOTAL	494	422	17,1

(1) No incluye la operación de intercambio realizada de 25 millones de toneladas de Emission Reduction Units (ERUs) / Certified Emission Reductions (CERs) por European Union Allowances (EUAs).

Las inversiones brutas de generación del primer semestre de 2015 se corresponden en su mayor parte con inversiones realizadas sobre centrales que ya estaban en funcionamiento a 31 de diciembre de 2014, entre las que destacan las inversiones realizadas en la Central de Litoral por importe de 32 millones de euros para la adaptación a la normativa europea medioambiental y un alargamiento de su vida útil.

Por lo que respecta a las inversiones brutas de distribución, corresponden a extensiones de la red así como a inversiones destinadas a optimizar el funcionamiento de la misma, con el fin de mejorar la

eficiencia y el nivel de calidad del servicio. Asimismo, incluyen la inversión en la instalación masiva de contadores inteligentes de telegestión y los sistemas para su operación.

Las inversiones realizadas en el inmovilizado inmaterial corresponden, fundamentalmente, a derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂).

Las inversiones financieras del primer semestre de 2015 corresponden, fundamentalmente, a la aportación de fondos por importe de 12 millones de euros a Nuclenor, S.A. En el primer semestre de 2014 incluyen la financiación concedida a Elcogas, S.A. por importe de 51 millones de euros para hacer frente fundamentalmente a su deuda con entidades financieras que estaba avalada por los Accionistas.

Con fecha 30 de junio de 2015 ENDESA, S.A. ha firmado con Galp Energía España, S.A. y Petrogal Sucursal en España, un acuerdo de compra-venta para la adquisición por parte de ENDESA del segmento residencial del negocio de comercialización de gas natural en España. El precio acordado para esta transacción es de 24 millones de euros que serán revisados en función del valor de las magnitudes de Capital Circulante y Deuda Neta del segmento en la fecha de adquisición. Esta operación se encuentra pendiente de aprobación por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

3.4. Dividendos.

El Consejo de Administración de ENDESA, S.A., en sesión celebrada el día 7 de octubre de 2014, acordó el reparto de un dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2014 de 6 euros brutos por acción, lo que supuso un importe total de 6.353 millones de euros que fue pagado el 29 de octubre de 2014. Además, el Consejo de Administración de ENDESA, S.A., en sesión celebrada el día 15 de diciembre de 2014, acordó el reparto de un dividendo adicional a cuenta del resultado del ejercicio 2014 de 0,38 euros brutos por acción, lo que supuso un importe total de 402 millones de euros que fue abonado el 2 de enero de 2015. Por tanto, el importe total del dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2014 ascendió a 6,38 euros brutos por acción, lo que supuso un importe total de 6.755 millones de euros, el cual figura minorando el Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante a 31 de diciembre de 2014.

La Junta General de Accionistas de ENDESA, S.A. celebrada el 27 de abril de 2015, ha acordado que el dividendo total del ejercicio 2014 sea igual a 6,76 euros brutos por acción, lo que representa un importe total de 7.157 millones de euros.

La diferencia entre el dividendo total aprobado por la Junta General de Accionistas y los dividendos a cuenta pagados previamente y descritos en los párrafos anteriores, por importe de 402 millones de euros (0,38 euros brutos por acción), ha sido pagada con fecha 1 de julio de 2015 y está minorando el patrimonio neto del Estado de Situación Financiera Consolidado a 30 de junio de 2015.

4. Principales Riesgos e Incertidumbres para el Segundo Semestre de 2015.

Los principales riesgos e incertidumbres que afronta ENDESA para el segundo semestre de 2015 se derivan fundamentalmente de los siguientes aspectos:

- Las ventas de ENDESA durante el segundo semestre de 2015 dependerán en gran medida de la demanda de electricidad y de gas en España durante ese período, la cual se verá influida por la evolución de la situación económica española y, fundamentalmente, del crecimiento del Producto Interior Bruto (PIB).
- Desde el punto de vista regulatorio, el proceso de modificaciones regulatorias que ha venido produciéndose en el Sector Eléctrico en España en los últimos años debería culminar durante el segundo semestre de 2015 con la aprobación del Real Decreto por el que se regule la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP) y de la normativa que regule el comienzo del primer período

regulatorio para la actividad de distribución de energía eléctrica, incluyendo las Órdenes Ministeriales que definan los costes unitarios de esta actividad. Los ingresos del segundo semestre de 2015 de la generación de los Territorios No Peninsulares (TNP) y de la actividad de distribución eléctrica vendrán determinados por el contenido final de la normativa que se apruebe. En el caso concreto de la normativa sobre la generación en los Territorios No Peninsulares (TNP), en caso de que la normativa que se apruebe difiera de la propuesta remitida por el Gobierno al Consejo de Estado en abril de 2015, ENDESA podría tener que modificar en el Estado del Resultado Consolidado del segundo semestre de 2015 los ingresos registrados por esta actividad para el período comprendido entre el 1 de enero de 2012 y el 30 de junio de 2015 que están registrados en los Estados Financieros Consolidados Resumidos Intermedios correspondientes al período de seis meses terminado el 30 de junio de 2015 mediante una estimación basada en el último borrador de Real Decreto disponible.

- La evolución de la situación de hidraulicidad y de eolicidad tendrá influencia sobre el coste de producción de la electricidad y el precio de mercado de la misma, y, por lo tanto, sobre los márgenes del segundo semestre de 2015.
- La evolución de los precios de la electricidad en el mercado mayorista y de los combustibles, fundamentalmente el carbón y el gas, impactan sobre los costes del negocio y también sobre los precios de venta. Aunque ENDESA tiene contratadas coberturas para los precios de combustibles y tiene ya cerrados contratos de venta de electricidad a clientes para los próximos meses, las variaciones, tanto en los precios de mercado de los combustibles como los de la electricidad, tendrán efectos sobre los costes y los ingresos y, por tanto, sobre los márgenes.
- La evolución que puedan tener los tipos de interés tendrá impacto sobre los resultados de ENDESA del segundo semestre de 2015 por la parte de deuda financiera neta que mantiene a tipo de interés variable. Con objeto de mitigar dicho impacto, ENDESA mantiene una política de cobertura del riesgo de tipo de interés mediante la contratación de derivados.
- La evolución de los resultados y del valor razonable de las sociedades participadas por ENDESA en las que no ejerce control y que registra en los Estados Financieros Consolidados utilizando el método de la participación, podrán tener impacto sobre los resultados del segundo semestre de 2015. En concreto, la evolución de la situación actual de Nuclenor, S.A. y Elcogas, S.A. descrita en la Nota 6 de los Estados Financieros Consolidados Resumidos Intermedios correspondientes al período de seis meses terminado el 30 de junio de 2015, podría tener un impacto relevante sobre los resultados de estas sociedades.
- ENDESA está sujeta a determinados procedimientos judiciales, cuya resolución pudiera tener impactos sobre los Estados Financieros Consolidados.

5. Información sobre Transacciones con Partes Vinculadas.

La información relativa a transacciones con partes vinculadas se incluye en la Nota 18 de las Notas Explicativas que forman parte de los Estados Financieros Consolidados Resumidos Intermedios correspondientes al período semestral terminado a 30 de junio de 2015.

6. Acontecimientos Posteriores al Cierre.

Los Acontecimientos Posteriores al Cierre se describen en la Nota 21 de las Notas Explicativas que forman parte de los Estados Financieros Consolidados Resumidos Intermedios correspondientes al período semestral terminado a 30 de junio de 2015.

Anexo I: Estadístico.

Datos industriales.

GWh

Generación de Electricidad	Enero – Junio 2015	Enero – Junio 2014	% Var.
Peninsular	29.471	26.196	12,5
Nuclear	12.913	12.578	2,7
Carbón	10.421	7.554	38,0
Hidroeléctrica	4.680	5.459	(14,3)
Ciclos Combinados (CCGT)	1.457	605	140,8
Territorios no Peninsulares (TNP)	5.862	5.782	1,4
TOTAL	35.333	31.978	10,5

GWh

Ventas de Electricidad	Enero – Junio 2015	Enero – Junio 2014	% Var.
Precio Regulado	7.769	8.599	(9,7)
Mercado Liberalizado	37.922	38.487	(1,5)
TOTAL	45.691	47.086	(3,0)

GWh

Energía Distribuida ⁽¹⁾	Enero – Junio 2015	Enero – Junio 2014	% Var.
Negocio en España y Portugal	56.023	54.423	2,9
TOTAL	56.023	54.423	2,9

(1) En barras de central.

Miles

Número de Clientes ⁽¹⁾	30 de Junio de 2015	31 de Diciembre de 2014	% Var.
Cientes Precio Regulado	6.316	6.663	(5,2)
Cientes Mercado Liberalizado	4.820	4.543	6,1
TOTAL	11.136	11.206	(0,6)

(1) Puntos de Suministro.

Porcentaje (%)

Evolución Demanda Eléctrica ⁽¹⁾	Enero – Junio 2015	Enero – Junio 2014
Negocio en España y Portugal ⁽²⁾	1,9%	(1,2%)

(1) Fuente: Red Eléctrica de España, S.A. (REE).

(2) Corregido el efecto de laboralidad y temperatura, la evolución de la demanda es +0,5% en el primer semestre de 2015 y +0,1% en el primer semestre de 2014.

Porcentaje (%)

Cuota de Mercado ⁽¹⁾	30 de Junio de 2015	31 de Diciembre de 2014
Generación en Régimen Ordinario ⁽²⁾	39,2	37,7
Distribución	43,0	43,1
Comercialización	35,5	36,9

(1) Fuente: Elaboración propia.

(2) Peninsular.

MW

Capacidad Instalada Neta	30 de Junio de 2015	31 de Diciembre de 2014	% Var.
Hidroeléctrica	4.721	4.721	-
Térmica Clásica	7.723	8.229	(6,1)
Térmica Nuclear	3.318	3.318	-
Ciclos Combinados	5.445	5.445	-
TOTAL	21.207	21.713	(2,3)

MW

Capacidad Instalada Bruta	30 de Junio de 2015	31 de Diciembre de 2014	% Var.
Hidroeléctrica	4.759	4.759	-
Térmica Clásica	8.278	8.798	(5,9)
Térmica Nuclear	3.443	3.443	-
Ciclos Combinados	5.677	5.677	-
TOTAL	22.157	22.677	(2,3)

km

Redes de Distribución y Transporte	30 de Junio de 2015	31 de Diciembre de 2014	% Var.
Negocio en España y Portugal	316.307	314.528	0,6
TOTAL	316.307	314.528	0,6

GWh

Ventas de Gas	Enero – Junio 2015	Enero – Junio 2014	% Var.
Mercado Liberalizado	24.851	23.624	5,2
Mercado Regulado	551	598	(7,9)
Mercado Internacional	7.211	5.234	37,8
Ventas Mayoristas	4.806	7.921	(39,3)
TOTAL (1)	37.419	37.377	0,1

(1) Sin consumos propios de generación.

Miles

Clientes de Gas (1)	30 de Junio de 2015	31 de Diciembre de 2014	% Var.
Mercado Liberalizado	1.204	1.206	(0,2)
TOTAL	1.204	1.206	(0,2)

(1) Puntos de Suministro.

Porcentaje (%)

Evolución Demanda de Gas (1)	Enero – Junio 2015	Enero – Junio 2014	% Var.
Negocio en España y Portugal		5,3	(11,7)

(1) Fuente: Enagás, S.A.

Porcentaje (%)

Cuotas de Gas (1)	30 de Junio de 2015	31 de Diciembre de 2014
Mercado Liberalizado	16,5	16,2
TOTAL	16,5	16,2

(1) Fuente: Elaboración propia.

Plantilla.

Número de Empleados

Plantilla	30 de Junio de 2015	30 de Junio de 2014	% Var.
Plantilla Final	10.190	10.786 ⁽¹⁾	(5,5)
Plantilla Media	10.404	10.870 ⁽¹⁾	(4,3)

⁽¹⁾ Negocio en España y Portugal.

Datos Económico-Financieros.

Euros

Parámetros de Valoración (Euros)	Enero – Junio 2015	Enero – Junio 2014	% Var.
Beneficio Neto por Acción ⁽¹⁾	0,82	0,70	17,1
Cash Flow por Acción ⁽²⁾	1,13	1,86	(39,3)
Valor Contable por Acción ⁽³⁾	8,52	8,10 ⁽⁴⁾	5,2

⁽¹⁾ Resultado del Ejercicio Sociedad Dominante / Nº Acciones.

⁽²⁾ Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Explotación / Nº Acciones.

⁽³⁾ Patrimonio Neto Sociedad Dominante / Nº Acciones.

⁽⁴⁾ 31 de Diciembre de 2014.

Millones de Euros

	Apalancamiento	
	30 de Junio de 2015	31 de Diciembre de 2014
Deuda Financiera Neta:	4.992	5.420
Deuda Financiera no Corriente	5.658	6.083
Deuda Financiera Corriente	-	1
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	(653)	(648)
Derivados Financieros Registrados en Activos Financieros	(13)	(16)
Patrimonio Neto:	9.022	8.575
De la Sociedad Dominante	9.021	8.576
De los Intereses Minoritarios	1	(1)
Apalancamiento (%) ^(*)	55,3	63,2

^(*) Deuda Financiera Neta / Patrimonio Neto.

Información bursátil.

Porcentaje (%)

Evolución de la Cotización	Enero – Junio 2015	Enero – Junio 2014
ENDESA, S.A.	3,7	21,2
Ibex-35	4,8	10,2
Eurostoxx 50	8,8	3,8
Eurostoxx Utilities	(2,6)	18,5

Datos Bursátiles	30 de Junio de 2015	31 de Diciembre de 2014	% Var.
Capitalización Bursátil ^(Millones de Euros)	18.179	17.522	3,7
Nº de Acciones en Circulación	1.058.752.117	1.058.752.117	-
Nominal de la Acción ^(Euros)	1,2	1,2	-
Efectivo ^(Miles de Euros)	9.466.142	10.647.350	(11,1)
Mercado Continuo ^(Acciones)			
Volumen de Contratación	544.712.486	616.836.741	(11,7)
Volumen Medio Diario de Contratación	4.357.700	2.418.968	80,1
P.E.R. ⁽¹⁾	10,45	5,3 ⁽²⁾	-

⁽¹⁾ Cotización Cierre del Período / Beneficio Neto por Acción.

⁽²⁾ P.E.R. Actividades Continuas: 18,4.



ENERGÍA PARA LA VIDA

Euros

Cotización	Enero - Junio 2015	Enero - Diciembre 2014	% Var.
Máximo	18,88	31,29	(39,7)
Mínimo	15,57	13,71	13,6
Media del Período	17,42	24,82	(29,8)
Cierre del Período	17,17	16,55	3,7

Rating.

	30 de Junio de 2015 (*)			31 de Diciembre de 2014 (*)		
	Largo Plazo	Corto Plazo	Perspectiva	Largo Plazo	Corto Plazo	Perspectiva
Standard & Poor's	BBB	A-2	Positiva	BBB	A-2	Estable
Moody's	Baa2	P-2	Estable	Baa2	P-2	Negativa
Fitch Ratings	BBB+	F2	Estable	BBB+	F2	Estable

(*) A las respectivas fechas de presentación del Informe de Gestión Consolidado.

Anexo II: Re-expresión por la aplicación de la NIIF 5 y de la CINIIF 21.

Estado del Resultado Consolidado.

Millones de Euros

	Enero-Junio 2014			Re-Expresión por NIIF 5			Re-Expresión por CINIIF 21			Enero-Junio 2014 (Re-Expresado)		
	Negocio en España y Portugal	Negocio en Latinoamérica	Total	Negocio en España y Portugal	Negocio en Latinoamérica	Total	Negocio en España y Portugal	Negocio en Latinoamérica	Total	Negocio en España y Portugal	Negocio en Latinoamérica	Total
Ingresos	10.253	4.458	14.711	27	(4.458)	(4.431)	-	-	-	10.280	-	10.280
Aprovisionamientos y Servicios	(7.608)	(2.596)	(10.204)	(27)	2.596	2.569	-	-	-	(7.635)	-	(7.635)
Margen de Contribución	2.645	1.862	4.507	-	(1.862)	(1.862)	-	-	-	2.645	-	2.645
Resultado Bruto de Explotación	1.694	1.217	2.911	-	(1.217)	(1.217)	(31)	-	(31)	1.663	-	1.663
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(729)	(325)	(1.054)	-	325	325	-	-	-	(729)	-	(729)
Resultado de Explotación	965	892	1.857	-	(892)	(892)	(31)	-	(31)	934	-	934
Resultado Financiero	(67)	(257)	(324)	-	257	257	-	-	-	(67)	-	(67)
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	(28)	13	(15)	-	(13)	(13)	-	-	-	(28)	-	(28)
Resultado de otras Inversiones	-	3	3	-	(3)	(3)	-	-	-	-	-	-
Resultado en Venta de Activos	(18)	35	17	-	(35)	(35)	-	-	-	(18)	-	(18)
Resultado Antes de Impuestos	852	686	1.538	-	(686)	(686)	(31)	-	(31)	821	-	821
Impuesto sobre Sociedades	(273)	(178)	(451)	-	178	178	9	-	9	(264)	-	(264)
Resultado Después de Impuestos de Actividades Continuas	579	508	1.087	-	(508)	(508)	(22)	-	(22)	557	-	557
Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas	-	-	-	-	508	508	-	-	-	-	508	508
Resultado del Período	579	508	1.087	-	-	-	(22)	-	(22)	557	508	1.065
Sociedad Dominante	579	186	765	-	-	-	(22)	-	(22)	557	186	743
Intereses Minoritarios	-	322	322	-	-	-	-	-	-	-	322	322



Endesa is an Enel Group Company



ENDESA, S.A.

**Informe de Gestión correspondiente
al período semestral terminado a 30
de junio de 2015**

Madrid, 24 de julio de 2015

ENDESA, S.A.

INFORME DE GESTIÓN CORRESPONDIENTE AL PERÍODO SEMESTRAL TERMINADO A 30 DE JUNIO DE 2015

Evolución de los negocios.

ENDESA, S.A. (en adelante, "ENDESA" o la "Sociedad") es una Sociedad holding, por lo que sus ingresos vienen determinados fundamentalmente por los dividendos de sus filiales y sus gastos por el coste de las deudas que mantiene. Adicionalmente, en función de las variaciones de valor de sus filiales, pueden producirse dotaciones y reversiones de provisiones por la cartera de participaciones. Adicionalmente, la Sociedad obtiene ingresos por la prestación de servicios a sus filiales e incurre en los costes operativos necesarios para desarrollar sus actividades.

El importe neto de la cifra de negocios en el período semestral terminado a 30 de junio de 2015 ha ascendido a 501 millones de euros, 360 millones de euros procedentes de ingresos por dividendos y 141 millones de euros a prestación de servicios, en comparación con 8.282 millones de euros en el mismo período del año. Los ingresos del primer semestre de 2014 incluían 6.700 millones de euros de dividendos extraordinarios distribuidos por las filiales contra reservas, mientras que la totalidad de los dividendos registrados como ingresos en el primer semestre de 2015 corresponden a distribuciones de resultados. Durante el primer semestre de 2015 ENDESA ha aprobado el pago de dividendos en las compañías filiales que se detallan a continuación:

Millones de Euros	
	Dividendo a Cuenta Resultado 2015
ENDESA Energía, S.A.U.	135
ENDESA Red, S.A.U.	156
ENDESA Financiación Filiales, S.A.U.	60
International ENDESA, B.V. (*)	9
TOTAL	360

(*) Dividendo correspondiente al ejercicio 2014.

El total de ingresos de explotación ha alcanzado el importe de 539 millones de euros, mientras que los gastos de explotación han sido de 185 millones de euros, lo que ha dado lugar a un resultado de explotación (EBIT) positivo de 354 millones de euros.

El resultado financiero ha sido negativo en 96 millones de euros. Este resultado incluye, fundamentalmente, ingresos financieros por importe de 4 millones de euros por los préstamos concedidos, y gastos financieros por importe de 103 millones de euros generados por la deuda financiera.

El resultado antes de impuestos ha ascendido a 258 millones de euros, positivos, y el impuesto sobre sociedades devengado ha supuesto un ingreso de 36 millones de euros.



Con todo ello, el resultado neto obtenido en el período semestral terminado el 30 de junio de 2015 ha ascendido a 294 millones de euros, positivos, un 96,3% inferior a los resultados obtenidos en el mismo período del año anterior, que ascendieron a 7.932 millones de euros, como consecuencia de los dividendos de carácter extraordinario registrados en el primer semestre de 2014.